



## そのビジネスモデルは「脱炭素輸入型」か、「脱炭素自給型」か

執筆者: 紺野 博靖

本稿の内容は、2021年3月20日と21日に開催される化学工学会主催の「第7回 化学工学ビジョンシンポジウム『2050年 脱炭素社会への道』」における紺野の講演要旨に一部加筆したものになります。当該シンポジウムは一般公開であり無料参加が可能です。詳しくは以下のリンクをご覧ください。

[https://www3.scej.org/meeting/86a/pages/doc/poster\\_7thvision.pdf](https://www3.scej.org/meeting/86a/pages/doc/poster_7thvision.pdf)

2050年のカーボンニュートラルを念頭に、水素を利用した社会の在り方の検討や議論が活発になっている。

さて、その水素はどのように調達されるだろうか？化石燃料の輸入依存は日本に様々な課題をもたらしてきた。脱炭素についても日本は輸入依存となるのか。それとも、脱炭素を自給し、更には「メイドインジャパン」の脱炭素を世界に輸出できるのか。火力発電事業の脱炭素化を例に仮想してみた。

### 1. 「脱炭素輸入型」と「脱炭素自給型」

将来の仮想例として、日本の火力発電事業者(甲社)がカーボンニュートラルを達成するビジネスモデルとして以下の9つのモデルを比較する。

- ① 甲社は、A国のX社が天然ガスの改質により生産した水素を購入・輸入し、当該水素を燃焼して発電する。改質により発生したCO<sub>2</sub>はX社がA国の地下に貯留する(ブルー水素輸入モデル)。
- ② 甲社は、A国のX社が再生可能エネルギー電力による水電解で生産した水素を購入・輸入し、当該水素を燃焼して発電する(グリーン水素輸入モデル)。
- ③ 甲社は、A国のX社が生産した天然ガスを購入・輸入し、当該天然ガスを燃焼して発電する。燃焼により発生したCO<sub>2</sub>はX社に引き取ってもらい、X社がA国の地下に貯留する(ガス発電・CO<sub>2</sub>海外貯留モデル)。
- ④ 甲社は、A国のX社が生産した天然ガスを購入・輸入し、当該天然ガスを燃焼して発電する。燃焼により発生したCO<sub>2</sub>は日本のCCS事業者(乙社)に引き取ってもらい、乙社が日本の地下に貯留する(ガス発電・CO<sub>2</sub>国内貯留モデル)。

本ニューズレターは法的助言を目的とするものではなく、個別の案件については当該案件の個別の状況に応じ、日本法または現地法弁護士との適切な助言を求めて頂く必要があります。また、本稿に記載の見解は執筆担当者の個人的見解であり、当事務所または当事務所のクライアントの見解ではありません。

本ニューズレターに関する一般的なお問い合わせは、下記までご連絡ください。

西村あさひ法律事務所 広報室 (Tel: 03-6250-6201 E-mail: [newsletter@nishimura.com](mailto:newsletter@nishimura.com))

- ⑤ 甲社は、A 国の X 社が生産した天然ガスを購入・輸入し、日本において当該天然ガスを改質して水素を生産し、当該水素を燃焼して発電する。改質により発生した CO<sub>2</sub> は X 社に引き取ってもらい、X 社が A 国の地下に貯留する(ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル)。
- ⑥ 甲社は、A 国の X 社が生産した天然ガスを購入・輸入し、日本において当該天然ガスを改質して水素を生産し、当該水素を燃焼して発電する。改質により発生した CO<sub>2</sub> は日本の CCS 事業者(乙社)に引き取ってもらい、乙社が日本の地下に貯留する(ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル)。
- ⑦ 甲社は、A 国の X 社が生産した天然ガスを購入・輸入し、当該天然ガスを燃焼して発電する。燃焼により発生した CO<sub>2</sub> を相殺するカーボンクレジットを海外から購入する(ガス発電・海外クレジット相殺モデル)。
- ⑧ 甲社は、A 国の X 社が生産した天然ガスを購入・輸入し、当該天然ガスを燃焼して発電する。燃焼により発生した CO<sub>2</sub> を相殺するカーボンクレジットを国内で購入する(ガス発電・国内クレジット相殺モデル)。
- ⑨ 甲社は、国内において再生可能エネルギー電力による水電解で水素を生産する事業者(丙社)から水素を購入し、当該水素を燃焼して発電する(国産グリーン水素購入モデル)。

いずれも、甲社は、発電による CO<sub>2</sub> 排出量をゼロとして扱えるのでカーボンニュートラルを達成することができる。

このうち、ブルー水素輸入モデル(①)、グリーン水素輸入モデル(②)、ガス発電・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(③)、ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(⑤)、およびガス発電・海外クレジット相殺モデル(⑦)は、いずれも脱炭素化機能(グリーン水素生産、改質、CO<sub>2</sub> 地下貯留、カーボンクレジット発生)を海外に依存しているため、「脱炭素輸入型」と呼ぶこととする。

他方、ガス発電・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(④)、ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(⑥)、ガス発電・国内クレジット相殺モデル(⑧)、および国産グリーン水素購入モデル(⑨)は、いずれも脱炭素化機能が国内で完結しているため、「脱炭素自給型」と呼ぶこととする。

## 2. 脱炭素輸入型の課題 – 日本の電力料金が海外の脱炭素化設備の開発コストの回収を賄うこと

ブルー水素輸入モデル(①)の場合、A 国にガス田、改質設備(ガスから水素を製造)、加工設備(水素の輸送可能化のための加工)、水素積込基地、CO<sub>2</sub> 地下貯留設備等を開発する必要がある。グリーン水素輸入モデル(②)の場合、A 国で再生可能エネルギー発電設備、水電解設備、加工設備、水素積込基地等を開発する必要がある。ガス発電・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(③)およびブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(⑤)でも、A 国に CO<sub>2</sub> 受取基地、CO<sub>2</sub> 地下貯留設備等を開発する必要がある。

これら膨大な「脱炭素化設備」の開発コストの回収の目途が立たなければ X 社は事業に着手できない。

水素が世界的にコモディティ化するまでには相当の年月を要する。それまで水素のマーケットは存在しない。生産した水素が売れ残ってしまうリスクがあるようでは X 社は設備投資に着手できない。よって、X 社が事業に着手するために、ブルー水素輸入モデル(①)およびグリーン水素輸入モデル(②)において甲社が X 社に支払う水素代金や、ガス発電・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(③)、ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(⑤)において甲社が X 社に支払う CO<sub>2</sub> 引取代金によって、X 社の A 国での膨大な「脱炭素化設備」の開発コストの回収が賄われる必要がある。この甲社が X 社に支払う水素代金や CO<sub>2</sub> 引取代金は発電コストとして日本の電力消費者が支払う電力料金に含まれることになる。

その場合、X 社が A 国に開発する「脱炭素化設備」が、A 国国民が負担する税金や電力料金で賄われるのではなく、日本の消費者が支払う電力料金で賄われることになる。

他方、脱炭素自給型の場合であれば、日本の消費者が支払う電力料金で、日本国内の「脱炭素化設備」の開発が賄われることになる。国内で資材調達や雇用等の経済波及効果が生まれる。

## 3. 脱炭素輸入型の課題 – 国内の CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルが「宝の持ち腐れ」となるリスク

ガス発電・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(④)は、国内の既存の LNG 受入基地で天然ガスを受け入れ、既存のガス火力発電所で発電する。既存設備を利用できる。ガス燃焼で発生する CO<sub>2</sub> を分離回収し、地下に貯留する設備の追加で足りる。

他方、ブルー水素輸入モデル(①)およびグリーン水素輸入モデル(②)は、国内に新規の水素受入基地と水素火力発電所を建設するか、既存の LNG 受入基地とガス火力発電所を水素受入基地と水素火力発電所に改造する必要がある。

水素輸入モデルを先行的に導入し、水素受入基地や水素火力発電所が開発設置された後は、LNG の受入やガス火力に戻ることは不可能または不要となる。国内に CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルが残っていたとしても、ガス発電・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(④)およびブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(⑥)の導入は不要となり、当該ポテンシャルが「宝の持ち腐れ」となってしまうおそれがある。

この点、経済産業省地球環境連携室作成の平成 30 年 6 月 11 日付「CCS を取り巻く状況」には、「全国貯留層賦存量の調査にて、CO<sub>2</sub> 貯留可能量は 1,460 億トンとの評価例(RITE、2005 年)」と記載されている。

#### 4. 脱炭素輸入型の課題 —後発国のフリーライド

既述のように脱炭素輸入型では、X 社が A 国に設置する「脱炭素化設備」の膨大な開発コストの回収を日本の消費者が支払う電力料金が賄うことになる。

このようにして A 国に設置された「脱炭素化設備」の余力を使って、A 国の X 社は、追加で水素を生産し、日本よりも後発で水素火力発電所を導入した B 国の Y 社に輸出することができる。その際の水素代金は、もはや「脱炭素化設備」の開発コストを賄う必要がないので、日本の甲社が X 社に支払う水素代金よりも B 国の Y 社が X 社に支払う水素代金の方が安くなる。

同様に日本の消費者が支払う電力料金により A 国に設置された CO<sub>2</sub> 貯留設備の余力を使って、A 国の X 社は、日本よりも後発で CO<sub>2</sub> 海外貯留モデルを導入した B 国の Y 社から CO<sub>2</sub> を引き受けることができる。その際の CO<sub>2</sub> の引取代金は、もはや CO<sub>2</sub> 貯留設備の開発コストを賄う必要がないので、日本の甲社が支払う CO<sub>2</sub> 引取代金よりも B 国の Y 社が X 社に支払う CO<sub>2</sub> 引取代金の方が安くなる。

これら水素代金および CO<sub>2</sub> 引取代金の差は、日本の発電コストと B 国の発電コストの差となり、電気料金の差となる。日本の B 国に対する相対的な競争力の低下に繋がるおそれがある。

#### 5. 脱炭素輸入型の課題 —「脱炭素ナショナリズム」による価格上昇リスク

CO<sub>2</sub> 排出量削減に関する国際的なルールが道義的・政治的なものから法的なものへと進めば進むほど、国家間で脱炭素化の競争原理が働くことになる。

その結果、自国の脱炭素化を他国よりも優先させようとし、「脱炭素ナショナリズム」が台頭する可能性がある。

その場合、自国で生産できる水素をまず自国の発電燃料に優先適用させ、他国に輸出・販売するのであれば水素価格にプレミアムを付けるべきと考えるようになるリスクがある。同様に、自国の CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルは自国で排出される CO<sub>2</sub> の貯留に優先適用させ、他国の CO<sub>2</sub> を引き受けるのであれば CO<sub>2</sub> 引取価格にプレミアムを付けるべきと考えるようになる。また、自国で発生したカーボンクレジットを他国に譲渡する際の対価もプレミアムを付けるべきと考えるようになるリスクがある。

このように「脱炭素ナショナリズム」が台頭すると、ブルー水素輸入モデル(①)およびグリーン水素輸入モデル(②)であれば甲社が支払う水素代金額が値上がりし、ガス発電・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(③)およびブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(⑤)であれば甲社が支払う CO<sub>2</sub> 引取代金額が値上がりする。ガス発電・海外クレジット相殺モデル(⑦)であれば甲社が支払うカーボンクレジットの購入代金額が値上がりする。これらの値上がりは貿易支出増加、電力料金上昇、日本の製造業の製造コスト上昇といった問題を日本にもたらすおそれがある。

#### 6. 脱炭素輸入型の課題 —日本企業の脱炭素技術の研究開発現場の確保が困難になる

脱炭素輸入型であるブルー水素輸入モデル(①)、グリーン水素輸入モデル(②)、ガス発電・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(③)、およびブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 海外貯留モデル(⑤)は、いずれも脱炭素技術(グリーン水素生産、改質、CO<sub>2</sub> 地下貯留)の適用現場が A 国となる。

脱炭素自給型であるガス発電・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(④)、ブルー水素国内生産・CO<sub>2</sub> 国内貯留モデル(⑥)、および国産グリーン水素購入モデル(⑨)は、いずれも脱炭素化技術の適用現場が日本となる。

脱炭素技術の研究開発(R&D)を推進し、およびその国際競争力を向上するためには、当該技術の適用場面の確保が重要である。脱炭素輸入型では技術適用場面が海外となるため、日本企業が脱炭素技術の研究開発を進める機会が十分確保できない

スクがある。その結果、日本企業の脱炭素技術の国際競争力が低下し、脱炭素技術を輸出して海外からカーボンクレジットを獲得する政策にも限界が発生するおそれがある。脱炭素自給型の場合には技術適用場面は日本となるため、日本企業が脱炭素技術の研究開発を進める機会が確保できる。その結果、国際的に競争力のある脱炭素技術が日本企業により生まれ、その脱炭素技術が世界に輸出されることも期待できる。

## 7. クレジット相殺の課題 —CO<sub>2</sub>排出を削減しない

ガス発電・国内クレジット相殺モデル(⑧)の場合、火力発電事業者である甲社単体ではカーボンニュートラルを達成する。しかし、日本総体でのCO<sub>2</sub>排出削減に繋がっていない。国内カーボンクレジット取引制度の前提となる国内総排出量キャップをゼロに設定しない限り、「誰かが達成したCO<sub>2</sub>削減量に見合うだけのCO<sub>2</sub>排出をクレジットを購入すれば認める制度」であり、日本総体でカーボンニュートラルが達成できないおそれがある。

## 8. 脱炭素自給型への期待 —脱炭素輸出国の可能性追求

上記を踏まえると、日本のカーボンニュートラル達成までの道筋としては、日本国内のCO<sub>2</sub>貯留ポテンシャルが存在する限り、既存設備を最大源利用した脱炭素自給型を優先的に導入することが合理的ではないだろうか。その結果、日本国内に脱炭素技術の研究開発現場が確保され、日本企業の脱炭素技術の国際競争力が向上し、その輸出と引き換えによるカーボンクレジットの獲得も促進されるように思われる。

更に、脱炭素自給型を優先的に導入させ、日本国内で発生するCO<sub>2</sub>を脱炭素化するのみならず、海外からCO<sub>2</sub>を引き取り、海外からCO<sub>2</sub>引取代金を得られるようになれば、その貿易収入により日本国内の脱炭素化設備の開発コストの国民負担を軽減できることにもなる。

日本国内のCO<sub>2</sub>貯留ポテンシャルの把握・開発を含め、脱炭素自給型に向けた技術開発と社会実装のための取組みに大きな期待を抱かずにいられない。



こんの ひろやす  
紺野 博靖

西村あさひ法律事務所 パートナー弁護士  
[h.konno@nishimura.com](mailto:h.konno@nishimura.com)

資源エネルギー分野を専門。「我が国におけるCCS事業化に向けた制度設計及び事業環境整備検討会」委員。